

Корисна модель належить до нафтогазової промисловості, експлуатації виснажених багатопластових підземних сховищ природного газу (ПСГ), до якого належить вуглеводневий поклад, і які доцільно використовувати для роздільного закачування і зберігання у геологічні структурні пастки (пласти-колектори) біогазу та діоксиду вуглецю CO_2 з їх наступним видобутком і отриманням корисних продуктів, зокрема аміаку, метанолу, диметилового етеру.

Процес декарбонізації передбачає комплекс заходів, спрямованих на зменшення шкідливих викидів діоксиду вуглецю в атмосферу. До прикладу, на офшорному родовищі Sleipner West (Слейпнер - проект у морській соленосній формації) в Норвегії реалізований проект щодо тривалого зберігання CO_2 в підземному геологічному сховищі та наступного наземного використання - Carbon Capture, Utilisation and Storage (CCUS). У США технологію CCUS використовують для інтенсифікації видобутку нафти, коли CO_2 закачують у виснажені пласти, а також для виробництва метанолу та інших видів синтетичних палив [1]. У 1969 р. в Україні вперше було проведено дослідно-промислове закачування газу у вироблені XIV-XV продуктивні горизонти Угерського родовища (Львівська обл.). При цьому був використаний старий фонд свердловин і наявне обладнання, яке використовувалося при розробці цього газового родовища. Конструкція всіх елементів ПСГ та технологія їх експлуатації повинні забезпечувати мінімально можливий техногенний вплив на природне середовище - надра, підземні води, ґрунти і атмосферу. Після транспортування CO_2 зберігається в пористих геологічних пластах зі структурними ізольованими пастками, що зазвичай розташовуються на глибині більше 800 м, де тиск та температура змушують CO_2 перебувати у рідкому стані. До придатних місць зберігання можна віднести колишні родовища газу та нафти, глибокі соленосні формації [2]. Слід зауважити, що CO_2 розглядається також як джерело вуглецю, альтернативне виходу. Майбутні перспективи скорочення емісії CO_2 включатимуть також розробку нових стратегій використання діоксиду вуглецю в енергетиці і одержанні цінних хімічних продуктів. Серед останніх особлива увага приділяється перетворенню CO_2 в диметиловий етер - екологічно чисте альтернативне дизельне паливо, а також проміжний продукт для виробництва бензину, ароматичних вуглеводнів, олефінів, діетилсульфату, метилацетату тощо [3]. Відомі також розроблені в Україні технологічні проекти отримання "зеленого" аміаку та метанолу з використанням твердопаливних елементів SOEC для генерації водню як вихідної сировини для отримання цих продуктів [4]. Існуючі способи спільного виробництва метанолу та аміаку включають в себе, як правило, паралельні процеси, в яких загальна секція риформінгу використовується для отримання синтез-газу, який розділяється на окремі потоки, один з яких використовується для синтезу метанолу, а інший - для синтезу аміаку [5, 6]. Реструктуризація гірничодобувної промисловості в контексті декарбонізації призводить до закриття вугільних шахт, що спонукає до аналізу можливостей використання шахт як ПСГ. Закордонний досвід показує таку можливість зберігання природного газу в шахтних пустотах і у вугільних пластах. Проте створення ПСГ у вироблених шахтах є ризиком зміни навколишнього середовища під час експлуатації. Відомі два місця розташування підземного сховища газу та представлено їх економічну оцінку інвестицій. До прикладу, можливість перетворення шахти на підземне сховище газу у Верхній Сілезії (Польща) показано в роботі [7]. В Україні вже є приклад захоронення у геологічній структурі біогазу для накопичення і майбутнього використання, тому технічний інтерес до одночасного (інтегрованого) захоронення біогазу та CO_2 виникає внаслідок потреби підвищити енергоефективність та врахувати вищу ціну на аміак, метанол та інші продукти переробки.

Відомими є способи створення, експлуатації та реконструкції підземних сховищ газу у виснажених газових, газоконденсатних і нафтових родовищах та водоносних пластах, які містять закачувально-видобувні свердловини пробурені на пласт для закачування у пласт газу та його видобування, а оптимальну експлуатацію ПСГ у покладах з пружно-водонапірним режимом їх виснаження здійснюють при середньому значенні тиску в сховищі на рівні початкового тиску в покладі. Одна з головних умов оптимальної експлуатації комплексу ПСГ - це те, що об'єм активного газу в ПСГ має бути в інтервалі тисків $P_{\max}$ і $P_{\min}$, що підтримує безперебійну подачу газу в магістральний газопровід, який обслуговується. Цей об'єм може бути забезпечений за умови досягнення середнього тиску в ПСГ на рівні початкового тиску в покладі, який відповідає тиску насичення підпірних пластових вод метаном [8, 9].

Найбільш близьким аналогом корисної моделі є комплекс ПГС, до якого входить підземне виснажене сховище вуглеводнів із структурними пастками, флюїдонепроникні контрольні горизонти над пластами-колекторами, закачувально-видобувні свердловини різного технологічного призначення для закачування та видобування газу, відбору пластової води, наземні модулі очистки газів, модуль осушування газів, компресорна станція, газозбірний пункт, внутрішні технологічні лінії та накопичувальні резервуари, модуль енерго- і тепловодозабезпечення [10].

Вибраний найбільш близький аналог має наступні ознаки, спільні з ознаками корисної моделі, зокрема:

- виснажене підземне сховище вуглеводнів із структурними пастками;
- флюїдонепроникні контрольні горизонти над пластами-колекторами;
- закачувально-видобувні свердловини різного технологічного призначення для закачування та

видобування газу, а також свердловини для відбору пластової води;

- наземні модулі очистки і осушування газів;
- компресорна станція, а також внутрішні технологічні лінії та накопичувальні резервуари;
- модуль енерго- і тепловодозабезпечення.

Проте у відомому комплексі не використовуються належним чином геологічні структури, а саме багатопластовість і взаємноізолюваність структурних пасток виснаженого (виробленого) родовища газу чи нафти. Крім цього, у відомому комплексі відсутні наземні устаткування для отримання корисних продуктів в результаті переробки на поверхні збережених газів, що зменшує ефективність роботи комплексу.

В основу корисної моделі поставлена задача підвищення ефективності роботи пост-майнінгового геологічного комплексу для одночасного підземного зберігання і використання біогазу та діоксиду вуглецю на неексплуатованих, виснажених сховищах вуглеводнів з одночасним облаштуванням на поверхні модулів для отримання корисних продуктів зі збережених газів.

Поставлена задача вирішується тим, що пост-майнінговий інтегрований комплекс для підземного зберігання і використання біогазу та діоксиду вуглецю, що містить виснажене підземне сховище вуглеводнів із структурними пастками, флюїдонепроникні контрольні горизонти над пластами-колекторами, свердловини різного технологічного призначення для закачування та видобування газу, відбору пластової води, наземні модулі очистки та осушування газів, компресорну станцію, внутрішні технологічні лінії та накопичувальні резервуари, модуль енерго- і тепловодозабезпечення, згідно з корисною моделлю, комплекс містить наземну біогазову станцію та сховище зі свердловинами для роздільного закачування, зберігання та видобутку біогазу і діоксиду вуглецю, модулі дегазації пластової води та розділення газів, синтезу аміаку, отримання метанолу та диметилового етеру.

Причинно-наслідковий зв'язок між ознаками, що відрізняють та характеризують корисну модель, і технічним результатом, який буде досягнутий, полягає у наступному:

- наземна біогазова станція у інтегрованому комплексі підвищує його ефективність, оскільки слугує для продукування біогазу (75-55 % метану, 25-45 % CO₂) і підземного зберігання у структурних пастках та використання як енергетичної сировини. Крім цього, іншу частину біогазу, зокрема діоксид вуглецю CO₂, використовують, як складову разом з воднем H₂, у технологічному процесі для отримання метанолу;

- підземне сховище зі щонайменше двома структурними пастками необхідно для мультициклічного роздільного закачування різних за властивостями газів - біогазу та діоксиду вуглецю в режимі експлуатації інтегрованого комплексу, їхнього роздільного зберігання та наступного видобутку газів через свердловини, які пробурені на дві окремі структурні пастки і використання газів для регульованого технологічного процесу отримання з них цільових продуктів;

- наявність модуля дегазації пластової води та розділення газів слугує для організації технологічних потоків, які використовують в технологічних цілях, а саме: води для генерації водню в електролізері, а газів CO₂, H₂ для синтезу метанолу, при цьому горючу частину використовують для подачі у модуль енерго- і тепловодозабезпечення для виробництва електроенергії та теплої води;

- модуль синтезу аміаку містить парогенератор, призначений для виробництва пари з температурою з пластової води, що зменшує енерговитрати при генерації водню в електролізері з твердооксидними комірками, який є разом з азотом вихідною сировиною для продукування аміаку NH₃ за процесом Haber-Bosch за схемою $N_2 + 3H_2 \rightarrow 2NH_3$; також у інший модуль слугує для отримання метанолу за схемою $CO_2 + 3H_2 \rightarrow CH_3OH + H_2O$; для отримання диметилового етеру з метанолу призначений додатковий модуль, технологічна лінія якого з'єднана з лінією подачі водню від електролізера.

У джерелах патентної та науково-технічної інформації не виявлені вищенаведені нові ознаки корисної моделі. Крім цього, наведені вище ознаки пост-майнінгового комплексу, що відрізняють його від комплексу - найбільш близького аналога, є суттєвими для реалізації та достатніми для досягнення технічного результату, який забезпечує корисна модель.

Техніко-економічними перевагами пост-майнінгового комплексу є підвищення енергоефективності роботи внаслідок задіяння у комплексі флюїдонепроникних структурних пасток вичерпаного родовища вуглеводнів для одночасного зберігання в ньому діоксиду вуглецю і біогазу для наступного наземного використання цих газів для отримання корисних продуктів: аміаку, метанолу, диметилового етеру.

Оскільки в процесі роботи пост-майнінгового комплексу утилізують парниковий газ діоксид вуглецю, який забруднює атмосферу, то використання корисної моделі є також економічно та екологічно доцільним.

Корисна модель пояснюється кресленням, на якому показана схема пост-майнінгового інтегрованого комплексу для підземного зберігання і використання біогазу та діоксиду вуглецю, де: 1 - виснажене підземне сховище вуглеводнів зі щонайменше двома структурними пастками; 2 - лінія подачі діоксиду вуглецю; 3 - наземна біогазова станція; 4 - лінія подачі біогазу; 5 - лінії роздільного відбору зі свердловин біогазу, діоксиду вуглецю та пластової води; 6 - модуль дегазації пластової

води, розділення та осушення газів; 7 - лінія горючих газів; 8 - лінія дегазованої пластової води; 9 - лінія подачі діоксиду вуглецю; 10 - модуль очистки діоксиду вуглецю; 11 - парогенератор; 12 - лінія нагрітої пари; 13 - електролізер для отримання водню; 14 - лінія подачі водню у модуль синтезу аміаку; 15 - модуль синтезу аміаку; 16 - розділювач повітря; 17 - лінія подачі азоту; 18 - лінія подачі водню у модуль отримання метанолу; 19 - модуль отримання метанолу; 20 - лінія подачі очищеного діоксиду вуглецю в модуль отримання метанолу; 21 - лінія подачі метанолу; 22 - модуль отримання диметилового етеру; 23 - модуль енерго- і тепловодозабезпечення.

Приклад роботи комплексу. Пост-майнінговий інтегрований комплекс для підземного зберігання і використання біогазу та діоксиду вуглецю це вироблене, виснажене газове підземне сховище 1 вуглеводнів зі щонайменше двома структурними пастками разом з наземним і підземним технологічним устаткуванням (свердловинами), що забезпечують багатоциклічний режим роботи: закачування, зберігання, видобування газів для наземної переробки.

Корисна модель працює наступним чином.

Через лінію 2, яка сполучена зі сіткою свердловин з діаметром насосно-компресорних труб діаметром 88,9 мм, у сховище 1 в одну із структурних пасток на глибину 1500 м закачують на зберігання діоксид вуглецю CO_2 . На поверхні облаштована біогазова станція 3, яка продукує біогаз (75-55 % метану CH_4 , 25-45 % CO_2). Для підземного зберігання в іншу структурну пастку підземного сховища 1 по лінії 4 на глибину 800 м закачують біогаз. Гази акумулюються у пористих (10-20 %) або в пористо-тріщинуватих породах структурних пасток, які обмежені флюїдонепроникними контрольними горизонтами, здатних утримувати і вивільняти газ. У залежності від потреб споживача наземна біогазова станція 3 продукує також біометан із вмістом 98 % метану, частина якого при відповідних характеристиках надходить споживачу. Через видобувні свердловини по лінії 5 роздільного відбору зі свердловин подають біогаз, діоксид вуглецю та пластову воду у модуль 6 дегазації пластової води, розділення та осушення газів. Далі частину горючих газів (біогаз/біометан) по лінії 7 направляють в модуль 23 енерго- і тепловодозабезпечення для виробництва електроенергії та теплої води, яка надходить в парогенератор 11 для виробництва пари з температурою 150-170 °С. Використання електричного парогенератора 11, у який надходить дегазована тепла вода по лінії 8 від модуля 23 енерго- і тепловодозабезпечення і з якого по лінії 12 надходить вироблена нагріта пара в електролізер 13, зменшує енерговитрати при генерації водню в електролізері 13. Водень є вихідною сировиною, який надходить по лінії 14 у модуль синтезу 15 аміаку NH_3 ; при цьому азот продукують у розділювачі повітря 16 і по технологічній лінії 17 подають також у модуль 15 синтезу аміаку, де за технологією Haber-Bosch за схемою $\text{N}_2 + 3\text{H}_2 \rightarrow 2\text{NH}_3$ отримують аміак. З електролізера 13 водень H_2 по лінії 18 подають в модуль 19 отримання метанолу, а з модуля 6 дегазації пластової води, розділення та осушування газів, в модуль отримання метанолу 19 по лініях 9, 20 одночасно подають діоксид вуглецю CO_2 , очищений від домішок в модулі 10. Таким чином, у модулі 19 отримують метанол, утилізуючи парниковий газ, за схемою $\text{CO}_2 + 3\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$, потім по лінії 21 подають метанол у модуль 22, в якому отримують диметиловий етер $\text{C}_2\text{H}_6\text{O}$ за відомим процесом етерифікації метанолу (в присутності H_2SO_4 ; температура процесу 140 °С).

Отже, використання корисної моделі забезпечує виконання поставленої задачі: підвищення ефективності роботи пост-майнінгових геологічних об'єктів шляхом впровадження технологічних процесів отримання водню, аміаку, метанолу та диметилового етеру із залученням в процес біогазу/біометану та парникового газу - діоксиду вуглецю, які роздільно накопичують щонайменше в двох підземних структурних флюїдонепроникних пастках виснаженого сховища вуглеводнів.

Джерела інформації:

1. Зелений курс України: що чекає на газовидобуток? "Економічна правда". (2021). <https://epravda.com.ua/columns/2021/09/7/677545/>
2. Зберігання CO_2 в "Утсірі", Норвегія. <https://bellona.org/pro-tekhnohohiyu-uzv/yak-pratsyuye-uzv/zberihannya-co2>
3. Синтез альтернативного палива каталітичним перетворенням діоксиду вуглецю та водню. https://udhtu.edu.ua/wp-content/uploads/2021/04/vovl_lks.pdf
4. ТОВ "Хімічна технологічна компанія". Продукти. Приклади технологічної розробки. <https://chtc.com.ua/technologies/>
5. Патент України № 127220. МПК C01B 3/02, C01C 1/04, C01B 3/38, C07C 29/151, C25B 1/04. Спосіб спільного виробництва метанолу та аміаку. Винахідник(и): Хан Пет А. (DK) / ХАЛЬДОР ТОПСЬОЕ А/С (DK) - 27.04.2020, Бюл. № 8/2020.
7. Гвоздевич О., Подольський М., Родін Л. та Харитонов В. (2024). Інтегровані технологічні процеси для екологічного отримання синтетичного палива та зеленого аміаку. ГРААЛЬ НАУКИ: міжнар. наук. журнал. - Вінниця: ГО "Європейська наукова платформа"; НУ "Інститут науково-технічної інтеграції та співпраці", 2024. - № 46. - с. 606-615. <https://archive.journal-grail.science/index.php/2710-3056/issue/view/29.11.2024/34>

7. Siemek J., Nagy S. (2007). Podziemne magazyny gazu ziemnego w wyeksploatowanych kopalniach węgla-Wiertnictwo, Nafta, Gaz-Tom T. 24, z. 2 (2007) - BazTech-Yadda с 857-868.

8. Патент України на корисну модель № 40734, МПК (2009) E21C 41/00. Спосіб створення, експлуатації та реконструкції підземних сховищ газу у виснажених газових, газоконденсатних нафтових родовищах та водоносних пластах / Фик І.М., Федутенко А.М., Клюк Б.О., Вечерік Р.Л., Ткач О.І.; власник ДК "Укртрансгаз" НАК "Нафтогаз України" (Україна), опубл. 27.04.2009, Бюл. № 8. <https://repository.kpi.kharkov.ua/handle/KhPI-Press/51794>

9. Патент України № 87751 (2009). МПК (2009.01) E21F 17/16, B65G 5/00. Спосіб оптимальної експлуатації підземних сховищ природного газу у покладах з пружно-водонапірним режимом їх виснаження. Винахідники: Гімер, Р.Ф., Гімер, П.Р., Гімер, Р.Р., Деркач, М.П. Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. <https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1743416/>

10. Дудля М.А. Ширін Л.М., Федоренко Е.А. (2012). Процеси підземного зберігання газу. Дніпропетровськ: Національний гірничий університет. 412 с <https://ir.nmu.org.ua/jspui/bitstream/123456789/2236/1/%D0%9D%D0%A2%D0%91452584.pdf>- найбільш близький аналог.

